

# Lecciones Aprendidas



## De los participantes de Natural Gas STAR

### INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO CONTROLADOS DE LAS ESTACIONES DE COMPRESORES

#### (Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations)

#### Resumen gerencial

La red de transmisión de gas natural de Estados Unidos contiene de más de 279,000 millas de tuberías. A lo largo de la red, las estaciones de compresores son una de las fuentes más grandes de emisiones escondidas, que producen aproximadamente 50.7 mil millones de pies cúbicos (Bcf) de emisiones de metano anualmente de los compresores con fugas y otros componentes de equipo como válvulas, bridas, conexiones y líneas con extremos abiertos. Los datos recaudados de los participantes de Natural Gas STAR demuestran que el 95 por ciento de estas emisiones de metano son de 20 por ciento de componentes con fugas en las estaciones de compresores.

Una manera segura y comprobada de detectar, medir, dar prioridad y reparar las fugas del equipo para reducir las emisiones de metano es implementando un programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M, por sus siglas en inglés). El programa DI&M comienza con una inspección básica para identificar y cuantificar las fugas. Las reparaciones rentables se realizan a los componentes con fugas. Las inspecciones subsiguientes se basan en los datos de las inspecciones anteriores, lo que permite al operador concentrarse en los componentes que son más dados a tener fugas y que es más rentable reparar. Las inspecciones básicas de las estaciones de compresores de transmisión de los participantes de Natural Gas STAR descubrieron que la mayoría de las emisiones escondidas de metano son de un número relativamente pequeño de componentes con fugas.

Los participantes de transmisión de Natural Gas STAR han reportado ahorros y reducciones de emisiones de metano significativos al establecer un programa de inspección y mantenimiento controlados. Un estudio de 1999 que se concentró en 13 estaciones de compresores demostró que el valor promedio del gas que podía ahorrarse al establecer un programa DI&M en una estación de compresores era \$88,239 al año, con un costo promedio de \$26,248 por estación.

Fuente de fugas	Ahorros promedio potenciales de gas (Mcf/año)	Método para la reducción de emisiones	Valor del ahorro de gas (\$/año) <sup>1</sup>	Costo promedio de implementación <sup>2</sup>	Ahorros promedio potenciales el primer año
Componentes de las estaciones de compresores	29,413 por estación de compresores	Identificar y medir las fugas. Realizar las reparaciones rentables.	\$88,239 por estación de compresores	\$26,248 por estación de compresores	\$61,991 por estación de compresores

<sup>1</sup> Valor del gas a \$3.00 por Mcf. <sup>2</sup> Costo total para la inspección básica inicial y las reparaciones de las fugas.

---

## Introducción

Las estaciones de compresores de transmisión incrementan la presión en varios puntos a lo largo de las tuberías de transmisión de gas natural para superar las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la extensa distancia de la tubería. Las más de 279,000 millas de tuberías de transmisión de gas natural están reforzadas por aproximadamente 1,790 estaciones de compresores. La mayoría de las estaciones de compresores están equipadas con compresores de pistón de gas o compresores centrífugos (turbinas). Estos compresores y los componentes relacionados, como las tuberías y las válvulas, están sujetos a esfuerzos importantes mecánicos y térmicos, y por lo tanto son propensos a tener fugas.

El programa DI&M en las estaciones de compresores pueden reducir las emisiones de metano y rendir ahorros importantes al localizar los componentes con fugas y concentrarse en el esfuerzo de mantenimiento de las fugas más grandes que es rentable que se reparen. Las inspecciones subsiguientes de emisiones se dirigen hacia los componentes del lugar que son más dados a tener fugas, así como más económicos de encontrar y reparar.

---

## Antecedentes tecnológicos

Los programas DI&M comienzan con una inspección básica global de todos los componentes del equipo en las estaciones de compresores del sistema de transmisión. Los operadores primero identifican los componentes con fugas y después miden la tasa de emisión de cada fuga. Se evalúa el costo de reparación de cada fuga con respecto a los ahorros esperados de gas y otros criterios económicos como el plazo de recuperación de la inversión. Los resultados iniciales de la inspección de fugas y las reparaciones de equipo después se usan para controlar los esfuerzos de inspección y mantenimiento subsiguientes.

### Técnicas de detección de fugas

La detección de fugas en un programa DI&M puede incluir una inspección básica global de todos los componentes, o puede concentrarse solamente en los componentes que son dados a tener fugas importantes. Pueden usarse varias técnicas de detección de fugas:

- ★ La **detección con burbujas de jabón** es un método rápido, fácil y económico para detectar fugas. Con esta técnica se rocía una solución jabonosa en componentes pequeños, accesibles como las conexiones roscadas. El jabón es eficaz para ubicar los accesorios y las conexiones flojos, los cuales pueden apretarse de inmediato para reparar la fuga, y para una revisión rápida de la firmeza de la reparación. Los operadores pueden explorar aproximadamente 100 componentes por hora con el jabón.
- ★ La **detección electrónica** se realiza usando unos pequeños detectores de mano o dispositivos “de olfateo” que son otra manera rápida y cómoda de detectar las fugas accesibles. Los detectores electrónicos de gas están equipados con sensores de oxidación catalítica y conductividad térmica diseñados para detectar la presencia de gases específicos. Los detectores electrónicos de gas pueden usarse en aberturas grandes que no pueden

explorarse con jabón. La exploración electrónica no es tan rápida como la de jabón (se pueden explorar un promedio de 50 componentes por hora), y la identificación de las goteras puede ser difícil en áreas con concentraciones altas en el medio ambiente de gases de hidrocarburo.

- ★ Los **analizadores de vapor orgánico (OVA)** y los **analizadores de vapor tóxico (TVA)** son detectores portátiles de hidrocarburo que pueden usarse también para identificar fugas. Un analizador OVA es un detector de ionización de llama (FID), el cual mide la concentración de los vapores orgánicos sobre una gama de 9 a 10,000 partes por millón (ppm). Los analizadores TVA combinan ambos analizadores, el FID y el detector de fotoionización (PID) y pueden medir los vapores orgánicos a concentraciones superiores a 10,000 ppm. Los analizadores TVA y OVA miden las concentraciones de metano en el área que rodea una fuga.
- ★ La **detección acústica de fugas** usa dispositivos portátiles acústicos de exploración diseñados para detectar la señal acústica que ocurre cuando escapan gases presurizados a través de un orificio. Un gas se mueve de un ambiente de alta presión a uno de baja presión a través de la abertura de la fuga, el flujo de torbellino produce una señal acústica, la cual detecta el sensor o la sonda manual, y la lee como incrementos de intensidad en el medidor. Aunque los detectores acústicos no miden las tasas de fuga, sí ofrecen una indicación relativa del tamaño de la fuga; una señal de alta intensidad o “fuerte” corresponde a una tasa más alta de fuga. Los dispositivos acústicos de exploración están diseñados para detectar señales de frecuencias altas o frecuencias bajas.

La *detección acústica de alta frecuencia* se aplica mejor en entornos ruidosos en donde los componentes con fugas están accesibles al sensor de mano. Como se muestra en el Cuadro 1, el sensor acústico se coloca directamente en el orificio del equipo para detectar la señal. Alternativamente, la *detección ultrasónica de fugas* es un método acústico de exploración que detecta las señales ultrasónicas en el aire en una gama de frecuencia de 20 kHz a 100 kHz. Los detectores ultrasónicos están equipados con una sonda o escaneador acústico que se orienta hacia la fuente potencial de fuga desde una distancia de hasta 100 pies. Las fugas se identifican escuchando un aumento de intensidad de sonido a través de audífonos. Los detectores ultrasónicos

**Cuadro 1: Detección acústica de fugas**



Fuente: Physical Acoustics Corp.

pueden ser sensibles al ruido del entorno, aunque la mayoría de los detectores generalmente ofrecen una sintonización de frecuencia para que pueda colocarse la sonda a una fuga específica en un entorno de mucho ruido.

### Técnicas de medición de fugas

Un componente importante de un programa DI&M es la medición de la tasa de emisiones en masa o volumen de fuga de las fugas identificadas, de manera que se asigne personal y recursos solamente a las fugas importantes que sea rentable reparar. Pueden usarse cuatro técnicas de medición de fugas:

- ★ **Analizadores de vapor tóxico (TVA):** pueden usarse para calcular la tasa de fuga en masa. La concentración medida de TVA en ppm se convierte a una tasa de emisiones en masa usando una ecuación de correlación. Un problema importante con los analizadores de vapor tóxico para la medición de fugas de metano es que las ecuaciones de correlación generalmente no son específicas a un lugar. Las tasas de fugas en masa que se predicen mediante las ecuaciones de correlación de TVA han demostrado que se desvían de las tasas de fugas reales hasta por tres a cuatro órdenes de magnitud. De igual manera, un estudio realizado en colaboración por los participantes de Natural Gas STAR, EPA, Gas Research Institute (GRI—actualmente GTI, Gas Technology Institute) y American Gas Association (AGA) ha descubierto que los umbrales de concentración de los analizadores de vapores tóxicos, o válvulas de “cierre”, como de 10,000 ppm o 100,000 ppm, no son eficaces para determinar qué fugas de metano en las estaciones de compresores es rentable que se reparen. Debido a que el uso de ecuaciones de correlación general de los analizadores de vapores tóxicos puede aumentar la imprecisión de la medición, será más eficaz que se desarrollen y usen correlaciones específicas al lugar para determinar las tasas reales de fuga.
- ★ **Técnicas de embolsado:** son usadas comúnmente para medir las emisiones en masa de las fugas de equipo. El componente de fugado o abertura de la fuga se encierra en una “bolsa” o tienda. Un gas portador inerte como el nitrógeno se transporta a través de la bolsa a una tasa de flujo conocida. Una vez que el gas portador entra en equilibrio, la muestra de gas se recoge de la bolsa y la concentración de metano de la muestra se mide. La tasa de emisiones en masa se calcula de la concentración de metano medida de la muestra de la bolsa y la tasa del flujo del gas portador. El proceso de medición de la tasa de fuga usando las técnicas de embolsado es bastante precisa (dentro de  $\pm 10$  a 15 por ciento), pero lenta (solo dos o tres muestras por hora). Aunque las técnicas de embolsado son útiles para la medición directa de fugas grandes, podría no ser posible realizar el embolsado en los componentes de equipo demasiado grandes, inaccesibles y con forma poco usual.
- ★ **Muestras de alto volumen:** capturan todas las emisiones de los componentes con fugas para cuantificar con precisión las tasas de emisión de fuga. El Cuadro 2 muestra la medición de fugas usando un muestreador de alto

volumen. Se succionan al instrumento las emisiones de fuga, más una muestra de gran volumen del aire que rodea el componente con fuga, a través de la manguera de absorción de muestreo. Los muestreadores de alto volumen están equipados con detectores dobles de hidrocarburos que miden la concentración de gas de hidrocarburo en la muestra capturada, así como la concentración de gas de hidrocarburo del entorno. Las mediciones de las

muestras se corrigen con relación a la concentración del hidrocarburo del entorno, y la tasa de fuga en masa se calcula multiplicando la tasa de flujo de la muestra medida por la diferencia entre la concentración del gas del entorno y la concentración del gas de la muestra medida. Las emisiones de metano se obtienen al calibrar los detectores de hidrocarburo para una gama de concentraciones de metano en el aire.

Los muestreadores de alto volumen están equipados con aditamentos especiales diseñados para garantizar la captura completa de las emisiones y prevenir la interferencia con otras fuentes de emisión cercanas. Los muestreadores de alto volumen miden las tasas de fuga de hasta 8 pies cúbicos estándar por minuto (scfm), una tasa equivalente a 11.5 mil pies cúbicos al día (Mcf/d). Las tasas de fugas mayores a 8 scfm deben medirse usando técnicas de embolsado o medidores de flujo. Dos operadores pueden medir treinta componentes por hora usando un muestreador de alto volumen, en comparación con dos o tres mediciones por hora usando las técnicas de embolsado.

- ★ Los **rotámetros** y otros medidores de flujo se usan para medir fugas sumamente grandes que anegarían otros instrumentos. Los medidores de flujo generalmente canalizan el flujo de gas de una fuente de fuga a través de un tubo calibrado. El flujo levanta un “flotador” dentro del tubo, indicando la tasa de fuga. Debido a que los rotámetros son voluminosos, estos instrumentos funcionan mejor en líneas de extremo abierto y componentes similares, en donde el flujo entero puede canalizarse a través del medidor. Los rotámetros y otros dispositivos de medición de flujo pueden complementar las mediciones hechas usando muestreadores de alto volumen o embolsado.

El Cuadro 3 resume la aplicación y el uso, la eficacia y el costo aproximado de la exploración de fugas y las técnicas de medición descritas anteriormente.

#### **Cuadro 2: Medición de fugas usando un muestreador de alto volumen**



Fuente: Oil & Gas Journal, 21 de mayo de 2001

**Cuadro 3: Técnicas de exploración y medición**

<b>Instrumento/Técnica</b>	<b>Aplicación y uso</b>	<b>Eficacia</b>	<b>Costo aproximado de capital</b>
Solución jabonosa	Fuentes de puntos pequeños, como conectores.	Solamente exploración.	\$100-\$500 (depende del costo de las instalaciones)
Detectores electrónicos de gas	Bridas, ventilas, huecos grandes y líneas de extremo abierto.	Solamente exploración.	Menos de \$1,000
Detectores acústicos/ Detectores ultrasónicos	Todos los componentes. Fugas más grandes, gas presurizado y componentes.	Solamente exploración.	\$1,000-\$20,000 (depende de la sensibilidad, el tamaño, el equipo relacionado inaccesible de los instrumentos)
TVA (detector de ionización de llama)	Todos los componentes.	Es mejor para exploración solamente. La medición requiere correlaciones del tamaño de fuga del lugar específicamente.	Menos de \$10,000 (depende de la sensibilidad o tamaño del instrumento)
Embolsado	Componentes más accesibles.	Medición solamente. Lleva demasiado tiempo.	Menos de \$10,000 (depende del costo de análisis de las muestras)
Muestreador de alto volumen	Componentes más accesibles (tasa de fuga < 11.5 Mcfd).	Exploración y medición.	> \$10,000
Rotámetro	Fugas demasiado grandes.	Medición solamente.	Menos de \$1,000

---

## Proceso de decisión

El programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) se establece en cuatro pasos: (1) llevar a cabo una inspección básica; (2) registrar los resultados e identificar a los candidatos que son rentables para reparar; (3) analizar los datos, hacer las reparaciones y calcular los ahorros de metano; y (4) preparar un plan para las inspecciones futuras y vigilancia de seguimiento del equipo con tendencias a tener fugas.

**Paso 1: Llevar a cabo una inspección básica.** El programa DI&M por lo general comienza con una exploración básica para identificar los componentes que tienen fugas. Cuando se localizan los componentes con fugas, se obtienen mediciones precisas de la tasa de fuga usando técnicas de embolsado, un muestreador de alto volumen o analizadores de vapor tóxico (TVA) que tienen correlaciones de concentración del lugar específicamente. Los participantes han descubierto que la medición de fugas con un muestreador de alto volumen es económica, rápida y precisa.

El costo de la inspección básica para descubrir y medir las fugas en las 13 estaciones de compresores incluidos en el estudio EPA/GRI/PRCI de 1999 fue aproximadamente de \$6,900 por estación de compresores o como \$2.55 por componente. La inspección básica que se concentra solamente en la

exploración de fugas es bastante más económica. Sin embargo, la exploración de fugas por sí sola no ofrece la información necesaria para tomar las decisiones sobre reparaciones rentables. Los participantes han descubierto que las inspecciones de seguimiento de los programas continuados de inspección y mantenimiento controlados cuestan 25 por ciento a 40 por ciento menos que las inspecciones iniciales debido a que las inspecciones subsiguientes se concentran solamente en los componentes que tienden a tener fugas y que son económicos de reparar. Para algunos componentes de equipo, la exploración y medición de fugas puede lograrse con más eficiencia durante el programa programado regularmente de la inspección de inspección y mantenimiento controlados. Para otros componentes, la exploración de fugas sencilla y rápida puede realizarse durante los procedimientos de operación y mantenimiento en curso. Algunos operadores capacitan al personal de mantenimiento para realizar las inspecciones de fugas, otros contratan consultores externos para realizar la inspección básica.

### Pasos para tomar la decisión de realizar el programa de inspección y mantenimiento controlados

1. Llevar a cabo una inspección básica.
2. Registrar los resultados e identificar los candidatos para reparación.
3. Analizar los datos y calcular los ahorros.
4. Preparar un plan para las siguientes inspecciones y mantenimientos controlados.

### Paso 2: Registrar los resultados e identificar los candidatos para reparación.

Las mediciones de fuga recolectadas en el Paso 1 deben evaluarse para determinar los componentes con fugas que sea rentable reparar. Las fugas se colocan en orden de prioridad comparando el valor del gas natural perdido con el costo calculado para piezas, mano de obra y equipo paralizados para reparar la fuga. Algunas fugas pueden repararse en el acto con simplemente apretar la conexión. Otras reparaciones son más complicadas y requieren la paralización de equipo o piezas nuevas. Para estas reparaciones, los operadores pueden elegir sujetar marcas de identificación, para que las fugas se reparen si el costo justifica la reparación. Los

costos de reparación en los componentes como válvulas, bridas, conexiones y líneas de extremo abierto probablemente se determinarán por el tamaño del componente, las reparaciones a los componentes grandes que cuesten más que las reparaciones a componentes pequeños. Algunas fugas grandes pueden descubrirse en el equipo programado normalmente para recibir mantenimiento de rutina en cuyo caso el horario de mantenimiento puede adelantarse para reparar la fuga sin costos adicionales.

Conforme se descubren y miden las fugas, los operadores deben registrar los datos básicos de la fuga de manera que las inspecciones futuras puedan concentrarse en los componentes con fugas más significativas. Los resultados de la inspección del programa DI&M pueden vigilarse usando cualquier método o formato que sea conveniente. La información que los operadores pueden elegir recolectar incluye:

- ★ Un identificador para cada componente con fugas.
- ★ El tipo del componente (por ejemplo, válvula de purga de la línea de extremo abierto (OEL).
- ★ La tasa de fuga medida.
- ★ Los datos de la inspección.
- ★ La pérdida anual de gas calculada.
- ★ El costo de reparación calculado.

Esta información dirigirá inspecciones de emisiones más adelante, establecerá prioridades en reparaciones futuras y registrará los ahorros de metano y la rentabilidad del programa de inspección y mantenimiento controlados (DI&M).

El entendimiento de las emisiones escondidas de metano de equipo con fugas de las estaciones de compresores ha evolucionado desde mediados de los años 90 a causa de una serie de estudios de campo patrocinados por EPA, GRI y el Pipeline Research Committee International (PRCI) de AGA. Un estudio publicado en 1996 informó sobre los factores de emisión de las mediciones de emisiones de seis estaciones de compresores en 1994. Una extensión de este estudio publicado por Indaco Air Quality Services en 1995, informó los resultados de las inspecciones de emisión de 27,212 componentes de 17 estaciones de compresores. El tercer estudio publicado en 1999 por EPA, GRI y PRCI es el más completo hasta la fecha, y estudió las emisiones escondidas de 34,400 componentes en 13 estaciones de compresores.

Las estaciones de compresores que se analizaron en el estudio de EPA/GRI/PRCI en 1999 varían en tamaño desde estaciones con 15 compresores de pistón hasta estaciones con sólo dos compresores de pistón. Tres de las estaciones de compresores estudiadas contenían compresores centrífugos (turbinas) cada una, y sin compresores de pistón. Dos estaciones contenían tanto compresores de pistón como turbinas. Las estaciones de compresores equipadas con compresores de pistón contienen un promedio de siete compresores de pistón por cada estación. Las estaciones de compresores con turbinas contienen un promedio de dos

turbinas por estación. Los compresores usualmente se instalan paralelos de manera que los compresores individuales puedan estar conectados o desconectados de la línea según sea necesario, y cada compresor puede aislarse y despresurizarse según se necesite para darle mantenimiento. La presión de entrada a las estaciones de compresores generalmente fluctúa de 500 psig a 700 psig, mientras que la presión de salida fluctúa de 700 psig a 1,000 psig.

En promedio, el número de componentes estudiados en cada estación de compresores fue 2,707 y el 5 por ciento de estos componentes tuvieron fugas. Las tasas totales de fuga en las 13 estaciones de componentes fluctuaron de 385 Mcf al año a 200,000 Mcf por año. La tasa promedio total de fugas por estación fue 41,000 Mcf al año. El 10 por ciento de las fugas más grandes resultaron contribuir con más del 90 por ciento de las emisiones. El Cuadro 4 resume los factores de las emisiones promedio de los componentes de estación de compresores.

En el lugar con emisiones de 200,000 Mcf al año, una sola fuente contribuyó con 142,000 Mcf de las emisiones. Era una ventila del sistema de gas que se usaba para controlar los descargadores de compresión. Ésta no fue una fuente significativa de emisiones de gas en otros lugares. La estación de compresores con las emisiones insólitas por otra parte era bastante promedio, con sólo siete compresores de pistón. La experiencia de esta estación pone en relieve el valor de los programas de inspección y mantenimiento controlados para la detección de fugas de gas enormes y costosas en las estaciones de compresores de todos tamaños.

El Cuadro 5 ilustra los costos promedio de reparación de fugas de las 13 estaciones de compresores que se incluyeron en el estudio de EPA/GRI/PRCI de 1999. Los costos de reparación incluyen el costo de mano de obra completo así como las piezas y los materiales.

**Cuadro 4: Factores promedio de emisiones escondidas para las fugas de equipo de los componentes de las estaciones de compresores**

<b>COMPONENTES BAJO PRESIÓN DE LA TUBERÍA PRINCIPAL<sup>1</sup></b>				
<b>Descripción del componente</b>	<b>COMPRESOR ENCENDIDO</b>		<b>COMPRESOR APAGADO</b>	
	<b>Factor de emisiones de gas natural<sup>2</sup> (Mcf/año/componente)</b>	<b>Número total de componentes medidos</b>	<b>Factor de emisiones de gas natural<sup>2</sup> (Mcf/año/componente)</b>	<b>Número total de componentes medidos</b>
Válvula de globo/Llave de macho	0.64 (± 1.04)	189	5.33 (± 3.71)	2,406
Válvula de purga			207.5 (± 171.4)	57
Unión del cilindro del compresor	9.9 (± 11.1)	148	---	---
Sello de empacado – funcionando	865 (± 247)	178		
Sello de empacado – en reposo	1,266 (± 552)	42	---	---
Válvula del compresor	4.1 (± 3.8)	2,324		
Válvula de control		---	4.26 (± 7.13)	33
Brida	0.81 (± 0.89)	864	0.32 (± 0.21)	2,727
Válvula de compuerta		---	0.61 (±0.43)	1,476
Válvula del cargador	17.2 (± 5.6)	940		
Línea de extremo abierto (OEL)		---	81.8 (± 79.6)	168
Válvula de alivio de presión (PRV)			57.5 (±63.2)	117
Regulador	---	---	0.2 (± 0.2)	171
Ventila de arranque de gas			40.8 (± 43.3)	5
Conector – roscado	0.74 (± 0.46)	1,625	0.6 (± 0.3)	10,338
Sello centrífugo – seco			62.7 (± 66.3)	14
Sello centrífugo – mojado	---	---	278	2
Válvula de la unidad <sup>3</sup>			3,566	12
<b>COMPONENTES BAJO PRESIÓN DEL GAS COMBUSTIBLE<sup>4</sup></b>				
	<b>COMPRESOR ENCENDIDO</b>		<b>COMPRESOR APAGADO</b>	
Válvula de globo/Llave de macho	0.1 (± 0.1)	414	0.51 (± 0.37)	654
Válvula de control			2.46 (± 3.89)	69
Brida	---	---	0.2 (± 0.2)	1,650
Válvula del combustible	27.6 (± 13.5)	479		
Válvula de compuerta	---	---	0.43 (± 0.36)	640
Línea de extremo abierto			2.53 (± 2.19)	42
Ventila neumática	---	---	76.6 (± 118.1)	14
Regulador			4.03 (± 3.98)	103
Conector – roscado	1.21 (±1.66)	2,511	0.32 (± 0.16)	3,654

<sup>1</sup> La presión de la tubería principal fluctúa de 500 psig a 1,000 psig.

<sup>2</sup> Los factores de emisión con 95% de intervalos de confianza relacionados.

<sup>3</sup> La fuga de la válvula de la unidad se mide en compresores despresurizados. La mayoría de los compresores estudiados permanecieron presurizados cuando se desconectaban de la línea.

<sup>4</sup> La presión del gas combustible generalmente es 70 psig a 100 psig. Los componentes del compresor están localizados encima de los pistones en los compresores de pistón y están sujetos a vibraciones y calor intensos. Estos componentes solamente tienen fugas cuando el compresor está funcionando.

**Cuadro 5: Costo promedio de reparación y plazo de recuperación de la inversión en las fugas de equipo de las estaciones de compresores**

<b>Descripción del componente</b>	<b>Tipo de reparación</b>	<b>Costo promedio</b>
Válvulas de globo – 1”	Reemplazo	\$ 120
Tapón macho en la válvula	Añadir cinta de teflón & apretar	\$ 15
Purga del compresor	Reemplazo	\$ 600
Purga del compresor	Reconstrucción	\$ 200
Tapa de la válvula del compresor	Reemplazo del empaque	\$ 60
Brida – 30”	Cambio de empaque	\$ 1,250
Brida – 6”	Cambio de empaque	\$ 300
Válvula de combustible	Reemplazo	\$ 200
Válvula de compuerta	Reempacado de teflón	\$ 40
Puerto de grasa	Reemplazo	\$ 80
Extremo de la cabeza del compresor	Quitar y cambiar los empaques	\$ 450
Brida de la válvula de cargado	Reemplazo del empaque	\$ 80
Vástago de la válvula de cargado	Reconstrucción	\$ 300
Válvula de aguja	Reemplazo	\$ 100
Línea de extremo abierto en la válvula	Grasa	\$ 45
Puerta receptora del lingote	Apretarse	\$ 120
Accesorio roscado de tubería	Añadir cinta de teflón y apretar	\$ 30
Válvulas con tapón	Grasa	\$ 40
Válvula de alivio de presión – 1”	Reemplazo	\$ 1,000
Brida PRV	Apretarse	\$ 40
Empacado de varilla	Cambiar los anillos de empackado sin sacar las varillas	\$ 750
Empacado de varilla	Quitar la caja de empackado y las varillas para cambiar los anillos, volver a empackar la caja	\$ 2,600
Empacado de varilla	Quitar la caja de empackado y las varillas para cambiar los anillos, volver a empackar la caja & colocar la varilla	\$ 5,600
Purga de la estación	Invertir el tapón	\$ 720
Tubería	Apretarse	\$ 10
Unión	Apretarse	\$ 10
Válvula de la unidad	Limpiar e inyectar sellador	\$ 70
Válvula de la unidad – 10”	Reemplazo	\$2,960

Fuente: Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, *Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations*, Report No. PRC-246-9526.

**Paso 3: Análisis de datos y cálculo de ahorros.** Las reparaciones rentables son una parte vital del éxito de los programas DI&M porque los mayores ahorros se logran al seleccionar las fugas que sea rentable reparar. En todos los casos, el valor del gas ahorrado debe exceder el costo de encontrar y reparar la fuga. Los participantes han encontrado que una manera eficaz de analizar los resultados de la inspección básica es creando una tabla que indique todas las fugas, con el costo de reparación, los ahorros de gas calculados y la expectativa de duración de la reparación. Usando esta información, el criterio económico como el valor neto presente o el plazo de recuperación de la inversión puede calcularse con facilidad en cada reparación de fuga. Los participantes después pueden decidir qué componentes con fugas es económico reparar.

El Cuadro 6 muestra los ahorros totales potenciales en las 13 estaciones de compresores que se incluyeron en el estudio de EPA/GRI/PRCI de 1999, basándose en arreglar solamente las fugas con un plazo de recuperación de inversión menor a un año. La duración de la reparación se supone que sea de dos años. En la mayoría de los lugares el gasto inicial de la inspección básica y los costos de reparación se recuperaron rápidamente con los ahorros de gas. En dos lugares, (la estación 11 y la 12) la inspección básica y los costos de reparación nunca se recuperaron en el período de dos años porque la fuga total en estas estaciones de compresores era baja.

Este ejemplo ilustra que la inspección básica global del programa de inspección y mantenimiento controlados, la cual incluye todas las estaciones de compresores de transmisión de un participante, puede descubrir unas cuantas estaciones individuales en donde la inspección básica del programa DI&M puede no ser rentable. Si el programa DI&M es rentable para el sistema de transmisión como un todo, la información que se obtiene de las pocas estaciones no rentables seguirá siendo útil. Por lo menos, las estaciones de compresores que no son rentables para participar en el programa DI&M se identifican y controlan por separado en las inspecciones futuras. Dichas estaciones pueden excluirse de las inspecciones DI&M futuras, pueden estudiarse menos frecuentemente o explorarse con técnicas más concentradas y económicas para reducir los costos.

**Cuadro 6: Resumen de los costos y ahorros de gas potenciales del programa de inspección y mantenimiento controlados en las estaciones de compresores de transmisión**

Estación	Tasa total de fuga de la estación (Mcf/año)	Costo calculado de la inspección básica (\$/lugar)	Costo total calculado de la reparación	Ahorro total de gas con la reparación de la fuga (Mcf/año)	Valor del gas ahorrado anualmente (a \$3/Mcf)	Costo total para encontrar y reparar fugas	Ahorros netos del año 1	Ahorro total del año 2 <sup>2</sup>	Plazo de recuperación de la inversión en inspección y reparación (años)
1	23,000	\$7,344	\$18,800	17,850	\$53,550	\$26,144	\$27,406	\$80,956	0.5
2	24,500	\$9,287	\$16,000	16,450	\$49,350	\$25,287	\$24,063	\$73,413	0.5
3	3,650	\$3,019	\$315	1,250	\$3,750	\$3,334	\$416	\$4,166	0.9
4	200,000	\$10,894	\$41,300	106,000	\$318,000	\$52,194	\$265,806	\$583,806	0.2
5	22,700	\$9,318	\$20,700	20,350	\$61,050	\$30,018	\$31,032	\$92,082	0.5
6	48,400	\$8,856	\$34,200	35,400	\$106,200	\$43,056	\$63,144	\$169,344	0.4
7	56,500	\$9,734	\$31,000	49,600	\$148,800	\$40,734	\$108,066	\$256,866	0.3
8	75,000	\$6,538	\$50,100	66,000	\$198,000	\$56,638	\$141,362	\$339,362	0.3
9	16,350	\$6,304	\$4,650	11,900	\$35,700	\$10,954	\$24,746	\$60,446	0.3
10	55,650	\$5,309	\$32,400	51,300	\$153,900	\$37,709	\$116,191	\$270,091	0.25
11	2,965	\$6,181	\$320	620	\$1,860	\$6,501	(\$4,641)	(\$2,781)	3.5 <sup>3</sup>
12	385	\$3,473	\$100	245	\$735	\$3,573	(\$2,838)	(\$2,103)	4.9 <sup>3</sup>
13	7,000	\$3,473	\$1,600	5,400	\$16,200	\$5,073	\$11,127	\$27,327	0.3
<b>Total</b>	<b>536,100</b>	<b>\$89,730</b>	<b>\$251,500</b>	<b>382,365</b>	<b>\$1,147,095</b>	<b>\$341,215</b>	<b>\$805,820</b>	<b>\$1,952,870</b>	<b>0.30</b>
<b>Prom.</b>	<b>41,238</b>	<b>\$6,902</b>	<b>\$19,346</b>	<b>29,413</b>	<b>\$88,239</b>	<b>\$26,248</b>	<b>\$61,991</b>	<b>\$150,230</b>	<b>0.30</b>

<sup>1</sup> Basado en el costo de la inspección básica calculada de \$2.55 por componente estudiado (supone el uso de muestreadores de flujo alto y rotámetros para la medición de fugas).

<sup>2</sup> Supone una vida de la reparación de 2 años.

<sup>3</sup> En esta estación, el programa DI&M no es rentable. Deben investigarse las modificaciones de la inspección según se describen al final del Paso 3.

Fuente: Indaco Air Quality Services, Inc., 1999. Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations, Report No. PRC-246-9526.

**Paso 4: Desarrollo de un plan para los programas de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) futuros.** El último paso del programa DI&M es desarrollar un plan de inspección que use los resultados de la inspección inicial básica para dirigir las prácticas de inspección y mantenimiento futuros. El programa DI&M debe adaptarse a las necesidades y prácticas de mantenimiento existentes de las instalaciones. Un plan eficaz de inspección de un programa DI&M debe incluir los siguientes elementos:

- ★ Una lista de los componentes a explorarse y probarse, así como los componentes de equipo que se excluirán de la inspección.
- ★ Las herramientas de exploración y medición de fugas y los procedimientos para la recolección, el registro y la evaluación de los datos del programa DI&M.
- ★ Un programa para la exploración y la medición de fugas.
- ★ Directrices económicas para la reparación de fugas.
- ★ Los resultados y los análisis de las inspecciones y los mantenimientos anteriores, los cuales dirigirán la siguiente DI&M.

Los operadores deben preparar un programa DI&M que logre los ahorros máximos y rentables de metano pero a la vez se ajuste a las características de la instalación (por ejemplo, la edad de los compresores, el número y tamaño de los compresores de pistón y centrífugos en servicio, la presión de la línea y la presión del gas combustible). Algunos participantes programan las DI&M de acuerdo con la vida calculada de las reparaciones hechas durante la inspección previa. Otros participantes basan la frecuencia de las inspecciones siguientes en los ciclos de mantenimiento o la disponibilidad de los recursos. Ya que los programas DI&M son flexibles, si las inspecciones subsiguientes muestran numerosas fugas grandes o recurrentes, el operador puede aumentar la frecuencia de las inspecciones de seguimiento de DI&M. La inspección de seguimiento puede concentrarse en los componentes reparados durante las inspecciones anteriores, o en las clases de los componentes identificados como los más propensos a tener fugas. Con el tiempo, los operadores pueden continuar refinando la magnitud y la frecuencia de las inspecciones conforme vayan apareciendo patrones de fugas.

---

## Ahorros calculados

Los ahorros potenciales de gas mediante la implementación de programas DI&M en las estaciones de compresores variarán dependiendo del tamaño, la edad, el equipo y las características de operación de las estaciones de compresores. Los participantes de Natural Gas STAR han descubierto que el gasto inicial de la inspección básica se recupera rápidamente con los ahorros de gas.

El Cuadro 7 presenta la experiencia de tres participantes al implementar los programas DI&M. Observe que la proporción de beneficio y costo es positiva en cada caso, pero varía de 1:7 a 95:1.

### Cuadro 7: Experiencia de los participantes de transmisión de Natural Gas STAR

Compañía A: Quince estaciones de compresores se estudiaron anualmente. El costo total de la inspección y las reparaciones del programa DI&M fueron \$350 por estación. Las fugas se encontraron con más frecuencia en las válvulas de la unidad. Los ahorros de gas dieron un total de 166,010 Mcf, con un promedio de 11,067 Mcf por estación.

Ahorro total de gas	\$498,030
Costo total de la inspección y las reparaciones	\$5,250
<b>Ahorros netos</b>	<b>\$492,780</b>
Proporción de beneficios y costo el primer año	95:1

Compañía B: Dos estaciones de compresores se estudiaron trimestralmente. El costo de la inspección fue un promedio de \$200 por estación. Las fugas se encontraron con más frecuencia en el empaque de los vástagos de las válvulas, los sellos de los ejes y fugas en las bridas. De 24 fugas detectadas, 23 se repararon a un costo promedio de \$50. Los ahorros de gas fueron un total de 17,080 Mcf, lo que dio un promedio de 8,540 por estación.

Ahorro total de gas	\$51,240
Costo total de la inspección	\$1,600
Costo total de las reparaciones	\$1,150
<b>Ahorros netos</b>	<b>\$48,490</b>
Proporción de beneficios y costo el primer año	19:1

Compañía C: Se estudiaron sesenta y siete estaciones de compresores (el programa de inspección incluía tanto inspecciones trimestrales como anuales, dependiendo de la estación). Las fugas se encontraron con más frecuencia en los empaques y los accesorios flojos, así como en las válvulas y el empaque de los compresores. Se realizaron 1,150 reparaciones aproximadamente. Los ahorros de gas dieron un total de 132,585 Mcf, con un promedio de 1,978 Mcf por estación.

Ahorro total de gas	\$397,755
Costo total de la inspección	\$176,175
Costo total de las reparaciones	\$57,180
<b>Ahorros netos</b>	<b>\$164,400</b>
Proporción de beneficios y costo el primer año	1.7:1

Supone un precio de gas de \$3.00/Mcf.

## Lecciones aprendidas

Los programas de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) pueden reducir los costos de inspección y realizar las reparaciones de fugas que son rentables. Detectar las estaciones y los componentes con problemas ahorra tiempo y dinero que se necesita para inspecciones futuras y ayuda a identificar las prioridades de un programa de reparación de fugas. Las principales lecciones aprendidas de los participantes de Natural Gas STAR son:

- ★ Un número relativamente pequeño de fugas grandes contribuyen a la mayoría de las emisiones escondidas de las estaciones de compresores.
- ★ Explorar las concentraciones no identifica con precisión las fugas grandes, ni proporciona la información necesaria para identificar cuáles fugas son rentables de reparar. Deben usarse técnicas de medición de fugas eficaces para obtener los datos precisos de la tasa de fuga.
- ★ Un programa rentable de inspección y mantenimiento controlados (DI&M) identificará los componentes que son más propensos a tener fugas y que son más económicos de reparar.
- ★ Los participantes de Natural Gas STAR también han descubierto que algunas estaciones de compresores tienen más propensión a tener fugas que otras. Vigilar los resultados del programa DI&M puede mostrar que algunas estaciones de compresores pueden necesitar inspecciones de seguimiento con más frecuencia que otras estaciones.
- ★ Los participantes han descubierto que es útil ver las tendencias, hacer preguntas como, ¿Tienen las válvulas de compuertas más fugas que las válvulas de globo? y ¿Tiene una estación más fugas que otra?
- ★ Al volver a explorar los componentes con fugas después de hacer las reparaciones se confirma la eficacia de la reparación. Una manera rápida de verificar la eficacia de una reparación es usar el método de exploración con jabón.
- ★ Establezca un paso de “reparación rápida” que implique hacer las reparaciones sencillas a los problemas simples (por ejemplo, una tuerca suelta, una válvula sin cerrar completamente) durante el proceso de inspección.
- ★ Prepare un sistema para la reparación de las fugas más graves primero, incorporando la reparación de las fugas menores en las prácticas regulares de operación y mantenimiento.
- ★ Concentre las inspecciones futuras en las estaciones y los componentes con más fugas.
- ★ Registre las reducciones de emisiones de metano de cada estación de compresores e incluya las reducciones anuales en los informes del Programa de Natural Gas STAR.

Nota: La información de costo provista en este documento se basa en cálculos para Estados Unidos. Los costos de equipo, mano de obra y el valor del gas variarán dependiendo del lugar, y podrían ser mayores o menores que en los Estados Unidos. La información sobre costo presentada en este documento solamente debe usarse como guía al determinar si las tecnologías y las prácticas son convenientes económicamente para sus operaciones.

---

## Referencias

- Bascom-Turner Instruments, contacto personal.
- Foxboro Environmental Products, contacto personal.
- Gas Technology Institute (antiguamente el Gas Research Institute), contacto personal.
- Henderson, Carolyn, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, contacto personal.
- Howard, Touché, Indaco Air Quality Services, contacto personal.
- Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, A High Flow Rate Sampling System for Measuring Leak Rates at Natural Gas Facilities. Informe No. GRI-94/0257.38. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.
- Indaco Air Quality Services, Inc., 1995, Leak Rate Measurements at U.S. Natural Gas Transmission Compressor Stations. Informe No. GRI-94/0257.37. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.
- Indaco Air Quality Services, Inc., 1999, Cost Effective Leak Mitigation at Natural Gas Transmission Compressor Stations. Informe No. PRC-246-9526. PRC International (el informe está disponible en American Gas Association, Arlington, Virginia).
- King Instrument Company, contacto personal.
- Omega Engineering, contacto personal.
- Physical Acoustics Corporation, contacto personal.
- Radian International, 1996, Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 2, Technical Report, Informe No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.
- Radian International, 1996, Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8, Equipment Leaks, Informe No. GRI-94/0257.1. Gas Technology Institute, Chicago, Illinois.
- Thermo Environmental Instruments Inc., contacto personal.
- Tingley, Kevin, U.S. EPA Natural Gas STAR Program, contacto personal.
- UE Systems Inc., contacto personal.
- U.S. Environmental Protection Agency, 1994 – 2001, Natural Gas STAR Program, Partner Annual Reports.
- U.S. Environmental Protection Agency, 1995, Natural Gas STAR Program Summary and Implementation Guide for Transmission and Distribution Partners.







Agencia de Protección del Medio  
Ambiente de los Estados Unidos  
Aire y Radiación (6202J)  
1200 Pennsylvania Ave., NW  
Washington, DC 20460

EPA430-B-03-008S  
Octubre de 2003